

Que, de acuerdo con el literal d) del artículo 63c del Reglamento de Distribución, el Plan Quinquenal debe considerar su ejecución y actualización mediante Planes Anuales, los cuales han sido definidos en el numeral 2.32 de la citada norma, como el "Programa de Inversiones de las obras que desarrollará el Concesionario para los próximos doce (12) meses". Además, mediante los Planes Anuales se detallan y/o actualizan la programación de la ejecución de las obras aprobadas en el Plan Quinquenal, mediante adelantos o postergaciones dentro del periodo regulatorio;

Que, asimismo, en el literal antes citado se dispone que los Planes Anuales deben ser aprobados por Osinerghmin, para lo cual el Concesionario remite su propuesta de Plan Anual con el sustento correspondiente, dentro de la primera quincena de diciembre del año previo a su ejecución. La aprobación se efectúa dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles contados desde la presentación de la propuesta del Concesionario, detallando las zonas y el cronograma donde se ejecutarán las obras en periodos trimestrales, indicando, además, los proyectos no aprobados;

Que, al amparo de dicha normativa, mediante Resolución N° 047-2022-OS/CD (en adelante, "Resolución 047"), modificada con Resolución N° 103-2022-OS/CD, se aprobó, entre otros, el Plan Quinquenal de Inversiones de la Concesión de Ica para el periodo 2022 – 2026;

Que, mediante Carta GTR-0148-2024, recibida el 16 de diciembre de 2024, Contugas remitió para evaluación y aprobación de Osinerghmin su propuesta de Plan Anual 2025 dentro del plazo legal establecido;

Que, con la finalidad de cumplir con el encargo contenido en el Reglamento de Distribución, corresponde a Osinerghmin evaluar y aprobar el Plan Anual 2025 para la Concesión de Ica, considerando lo dispuesto en el artículo 63c del citado reglamento, así como el inventario de instalaciones y la valorización del Plan Quinquenal para el periodo 2022 – 2026, detallado en el Anexo 1 de la Resolución 047 y modificatoria;

Que, se han emitido, el Informe Técnico N° 046-2025-GRT y el Informe Legal N° 047-2025-GRT de la División de Gas Natural y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación de la decisión del Consejo Directivo de Osinerghmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, Reglamento de Organización y Funciones de Osinerghmin, en el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, Reglamento General de Osinerghmin; en el Decreto Supremo N° 040-2008-EM, Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, así como en sus respectivas normas modificatorias y complementarias y;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinerghmin en su Sesión N° 002-2025, de fecha 30 de enero de 2025.

SE RESUELVE:

#### Artículo 1.- Aprobación del Plan Anual 2025

Aprobar el Plan Anual de Inversiones del año 2025 para la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, el cual deberá ser ejecutado conforme a lo siguiente:

1.1. La Redes de polietileno a ser instaladas en el año 2025 por el Concesionario se detallan en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 1**  
**Redes de Polietileno**

Distrito	Instalaciones aprobadas (m)		
	Gasoducto	Tuberías de Conexión	Total
SANTIAGO	1 086	-	1 086
<b>Total general</b>	<b>1 086</b>	<b>-</b>	<b>1 086</b>

#### Artículo 2.- Ejecución del Plan Anual 2025

Disponer que las redes e instalaciones a que se refiere el artículo 1 de la presente resolución deberán ser ejecutadas conforme al detalle y mapa referenciado de los Anexos 1 y 2 del Informe Técnico N° 046-2025-GRT, respectivamente.

#### Artículo 3.- Incorporación de Informes

Incorporar el Informe Técnico N° 046-2025-GRT y el Informe Legal N° 047- 2025-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

#### Artículo 4.- Publicación de la Resolución

Disponer la publicación de la presente resolución en el Diario Oficial "El Peruano" y en el Portal Institucional de Osinerghmin: [www.gob.pe/osinerghmin](http://www.gob.pe/osinerghmin), y consignarla junto con los Informes N° 046-2025-GRT y N° 047-2025-GRT, en <https://www.osinerghmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>.

#### Artículo 5.- Vigencia de la Resolución

La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación y permanecerá vigente hasta el 31 de diciembre de 2025.

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ  
Presidente del Consejo Directivo

2367370-1

### Resolución de Consejo Directivo que aprueba el Precio a Nivel Generación, aplicable a partir del 04 de febrero hasta el 30 de abril 2025

#### RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGHMIN N° 010-2025-OS/CD

Lima, 30 de enero de 2025

CONSIDERANDO:

Que, mediante el artículo 29 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica ("Ley N° 28832"), se creó el Precio a Nivel Generación a ser aplicado a los consumidores finales de electricidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SEIN") sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Dicho precio, en general, es calculado como el promedio ponderado de los precios de los contratos sin licitación y de los contratos resultantes de licitaciones;

Que, en el citado artículo se dispuso un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN, con la finalidad de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM se aprobó el "Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN" ("Reglamento"), en cuyo numeral 2.3 se dispone que Osinerghmin apruebe los procedimientos para calcular el Precio a Nivel Generación y determinar el programa de transferencias del mecanismo de compensación entre empresas aportantes y receptoras;

Que, mediante Resolución N° 084-2018-OS/CD se dispuso la publicación del Texto Único Ordenado de la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios" ("TUO del PNG"), aprobada mediante Resolución N° 180-2007-OS/CD, el cual contiene el procedimiento de aplicación para la determinación del precio y para el funcionamiento del indicado mecanismo;

Que, mediante Resolución N° 117-2023-OS/CD, se incorporó una Disposición Complementaria Final y el Anexo 3 en la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados",

en concordancia con la modificación de la Norma de Opciones Tarifarias, realizada mediante la Resolución N° 116-2023-OS/CD, en la que se incorporó la opción tarifaria BT5-1 (tres energías – Sistema de Medición Inteligente) a la lista de las opciones tarifarias; por lo que, en la aprobación del Precio a Nivel Generación corresponde la incorporación de los precios de energía en tres bloques;

Que, en el TUO del PNG se establece que trimestralmente se calculará el Precio a Nivel Generación y se dispone las transferencias entre empresas aportantes y receptoras se determinan mensualmente a través de comunicados de la Gerencia de Regulación de Tarifas publicados en la web institucional de Osinergmin, producto de los reportes dentro del periodo de cálculo. Posteriormente, en caso se adviertan saldos no cubiertos por las transferencias ordenadas, se realiza una actualización del Precio a Nivel de Generación que refleje dichas diferencias en el siguiente trimestre, a fin de saldarlas con el nuevo precio aprobado;

Que, las transferencias correspondientes a los saldos ejecutados acumulados del respectivo trimestre (programa de transferencias entre aportantes y receptores), a que se refiere el artículo 29 de la Ley N° 28832 y el artículo 3.2 del Reglamento, fue detallado mediante los Comunicados N° 044-2024-GRT, N° 048-2024-GRT y N° 001-2025-GRT, en aplicación del numeral 4.2 del TUO del PNG;

Que, con Resolución N° 051-2024-OS/CD y modificatoria, se fijaron los Precios en Barra para el periodo mayo de 2024 a abril de 2025, disponiéndose en su artículo 5 que los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras del SEIN se calcularán sobre la base del Precio a Nivel de Generación, de conformidad con lo establecido por el artículo 63 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, mediante Resolución N° 179-2024-OS/CD se calculó el Precio a Nivel Generación aplicable al trimestre noviembre 2024 – enero 2025, correspondiendo en esta oportunidad aprobar y publicar, de acuerdo con el artículo 4 del Reglamento, el Precio a Nivel Generación aplicable para el siguiente trimestre comprendido entre el 04 de febrero 2025 al 30 de abril de 2025;

Que, todo beneficio adicional pactado en el marco de un contrato de suministro, está siendo considerado (como beneficio económico compartido) a efectos del cálculo del Precio a Nivel Generación y aplicación del Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados, al amparo de lo establecido en el artículo 29.1 de la Ley N° 28832, tal como ha sido desarrollado en los pronunciamientos previos de Osinergmin sobre la materia;

Que, se han expedido el Informe Técnico N° 038-2025-GRT y el Informe Legal N° 039-2025-GRT, elaborados por la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, los cuales forman parte integrante de la presente resolución y complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin, cumpliéndose de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN aprobado por Decreto Supremo N° 019-2007-EM y, en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y Estando a lo acordado por el Consejo Directivo del

Osinergmin en su Sesión N° 02-2025, de fecha 30 de enero de 2025.

SE RESUELVE:

**Artículo 1.-** Aprobar el Precio a Nivel Generación en las Subestaciones Base (o Barras de Referencia de Generación) para la determinación de las tarifas máximas a los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, aplicables para el siguiente trimestre, a partir del 04 de febrero de 2025.

### 1.1 PRECIO A NIVEL GENERACIÓN EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

Cuadro N° 1

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN S/ /kW-mes	PENP ctm. S/ /kWh	PENF ctm. S/ /kWh
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Zorritos	220	28,33	28,66	23,89
Talara	220	28,33	28,44	23,73
Valle Chira	220	28,33	26,94	22,64
Piura Oeste	220	28,33	28,47	23,77
Chiclayo Oeste	220	28,33	28,30	23,66
Carhuaquero	220	28,33	27,92	23,38
Carhuaquero	138	28,33	27,92	23,37
Cutervo	138	28,33	28,16	23,51
Jaen	138	28,33	28,38	23,70
Guadalupe	220	28,33	28,21	23,60
Guadalupe	60	28,33	28,25	23,64
Cajamarca	220	28,33	27,96	23,41
Trujillo Norte	220	28,33	28,07	23,48
Chimbote 1	220	28,33	27,90	23,36
Chimbote 1	138	28,33	27,95	23,40
Paramonga Nueva	220	28,33	27,56	23,16
Paramonga Nueva	138	28,33	27,50	23,13
Paramonga Existente	138	28,33	27,33	23,05
Medio Mundo	220	28,33	27,53	23,14
Huacho	220	28,33	27,50	23,12
Zapallal	220	28,33	27,55	23,07
Ventanilla	220	28,33	27,59	23,11
Lima	220	28,33	27,58	23,10
Cantera	220	28,33	27,15	22,83
Chilca	220	28,33	26,99	22,65
Independencia	220	28,33	27,18	22,92
Ica	220	28,33	27,15	22,89
Marcona	220	28,33	27,68	23,19
Chincha Nueva	220	28,33	28,13	23,50
Nazca Nueva	220	28,33	27,05	22,73
Chiribamba	220	28,33	27,73	23,19
Mantaro	220	28,33	26,78	22,51
Huayucachi	220	28,33	26,97	22,64
Pachachaca	220	28,33	27,14	22,78
Pomacocha	220	28,33	27,17	22,81
Huancavelica	220	28,33	26,93	22,64
Callahuanca	220	28,33	27,27	22,87
Cajamarquilla	220	28,33	27,48	23,04
Huallanca	138	28,33	27,40	22,98
Vizcarra	220	28,33	27,61	23,18
Tingo María	220	28,33	27,87	23,34



Subestaciones Base	Tensión kV	PPN	PENP	PENF
		S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Aguytia	220	28,33	27,98	23,41
Aguytia	138	28,33	28,06	23,46
Aguytia	22,9	28,33	28,03	23,44
Pucallpa	138	28,33	28,71	23,89
Pucallpa	60	28,33	28,74	23,90
Aucayacu	138	28,33	28,19	23,59
Tocache	138	28,33	28,42	23,77
Tingo María	138	28,33	27,91	23,37
Huánuco	138	28,33	27,69	23,16
Paragsha II	138	28,33	27,15	22,81
Paragsha	220	28,33	27,07	22,74
Yaupi	138	28,33	26,64	22,41
Yuncan	138	28,33	26,81	22,54
Yuncan	220	28,33	26,88	22,60
Oroya Nueva	220	28,33	27,09	22,76
Oroya Nueva	138	28,33	26,83	22,58
Oroya Nueva	50	28,33	26,95	22,67
Carhuamayo	138	28,33	26,98	22,67
Carhuamayo Nueva	220	28,33	27,03	22,71
Caripa	138	28,33	26,68	22,45
Desierto	220	28,33	27,21	22,91
Condorcocha	138	28,33	26,70	22,47
Condorcocha	44	28,33	26,70	22,47
Machupicchu	138	28,33	27,50	22,80
Cachimayo	138	28,33	28,39	23,51
Cusco	138	28,33	28,51	23,57
Combapata	138	28,33	28,94	23,94
Tintaya	138	28,33	29,24	24,29
Ayaviri	138	28,33	29,01	24,08
Azángaro	138	28,33	28,86	23,95
San Gabán	138	28,33	27,42	22,86
Mazuco	138	28,33	28,07	23,14
Puerto Maldonado	138	28,33	29,74	23,44
Juliaca	138	28,33	29,05	24,06
Puno	138	28,33	29,02	24,04
Puno	220	28,33	28,96	24,01
Callalli	138	28,33	29,10	24,18
Santuario	138	28,33	28,69	23,85
Arequipa	138	28,33	28,65	23,80
Socabaya	220	28,33	28,61	23,77
Cerro Verde	138	28,33	28,73	23,84
Repartición	138	28,33	28,92	23,87
Mollendo	138	28,33	29,08	23,97
Moquegua	220	28,33	28,60	23,77
Moquegua	138	28,33	28,63	23,80
Ilo ELS	138	28,33	28,89	23,97
Botiflaca	138	28,33	28,81	23,95
Toquepala	138	28,33	28,87	24,01
Aricota	138	28,33	28,74	23,99
Aricota	66	28,33	28,68	23,98
Tacna (Los Héroes)	220	28,33	28,70	23,82
Tacna (Los Héroes)	66	28,33	28,79	23,85
La Nina	220	28,33	28,24	23,60
Cotaruse	220	28,33	28,05	23,27
Carabayllo	220	28,33	27,51	23,04

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN	PENP	PENF
		S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
La Ramada	220	28,33	27,76	23,26
Lomera	220	28,33	27,55	23,11
Asia	220	28,33	27,06	22,72
Alto Praderas	220	28,33	27,20	22,80
La Planicie	220	28,33	27,55	23,05
Belaunde	138	28,33	28,42	23,71
Tintaya Nueva	220	28,33	29,15	24,20
Caclic	220	28,33	28,24	23,59

Donde:

PPN: Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta

PENP: Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta

PENF: Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta

## 1.2 PRECIO A NIVEL GENERACIÓN EN BARRAS DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1

El Precio a Nivel Generación de la energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) para barras diferentes a las señaladas en el numeral 1.1 resulta de multiplicar los Precios a Nivel Generación de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor Nodal de Energía.

El Precio a Nivel Generación de la Potencia para tales barras resulta de multiplicar los Precios a Nivel Generación de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas de Potencia.

Se define:

$$\text{PENP1} = \text{PENP0} \times \text{FNE} \dots \dots \dots (1)$$

$$\text{PENF1} = \text{PENF0} \times \text{FNE} \dots \dots \dots (2)$$

$$\text{PPN1} = \text{PPN0} \times \text{FPP} \dots \dots \dots (3)$$

Donde:

PENP0 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta, definido.

PENF0 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPN0 : Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta, definido.

PENP1 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PENF1 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPN1 : Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta, por determinar.

FNE : Factor Nodal de Energía.

FPP : Factor de Pérdidas de Potencia.

**Artículo 2.-** Aprobar los precios de energía en tres bloques para la aplicación de la Opción Tarifaria BT5-I, según lo dispuesto en la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", aprobada con Resolución N° 206- 2013-OS/CD y sus modificatorias, a partir del 04 de febrero de 2025.

**Cuadro N° 2**

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN	PENP	PENFM	PENFB
		S/ /kW- mes	ctm. S/ / kWh	ctm. S/ / kWh	ctm. S/ / kWh
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>					
Zorritos	220	28,33	28,66	24,01	23,73
Talara	220	28,33	28,44	23,84	23,59

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN S/ /kW-mes	PENP ctm. S/ / kWh	PENFM ctm. S/ / kWh	PENFB ctm. S/ / kWh	Subestaciones Base	Tensión kV	PPN S/ /kW-mes	PENP ctm. S/ / kWh	PENFM ctm. S/ / kWh	PENFB ctm. S/ / kWh
Valle Chira	220	28,33	26,94	22,65	22,61	Yuncan	138	28,33	26,81	22,56	22,50
Piura Oeste	220	28,33	28,47	23,88	23,63	Yuncan	220	28,33	26,88	22,62	22,56
Chiclayo Oeste	220	28,33	28,30	23,76	23,54	Oroya Nueva	220	28,33	27,09	22,78	22,72
Carhuaquero	220	28,33	27,92	23,45	23,28	Oroya Nueva	138	28,33	26,83	22,60	22,56
Carhuaquero	138	28,33	27,92	23,45	23,27	Oroya Nueva	50	28,33	26,95	22,69	22,64
Cutervo	138	28,33	28,16	23,61	23,38	Carhuamayo	138	28,33	26,98	22,70	22,63
Jaen	138	28,33	28,38	23,82	23,54	Carhuamayo Nueva	220	28,33	27,03	22,74	22,66
Guadalupe	220	28,33	28,21	23,68	23,49	Caripa	138	28,33	26,68	22,47	22,41
Guadalupe	60	28,33	28,25	23,72	23,53	Desierto	220	28,33	27,21	22,92	22,90
Cajamarca	220	28,33	27,96	23,48	23,30	Condorcocha	138	28,33	26,70	22,50	22,43
Trujillo Norte	220	28,33	28,07	23,56	23,38	Condorcocha	44	28,33	26,70	22,50	22,43
Chimbote 1	220	28,33	27,90	23,42	23,27	Machupicchu	138	28,33	27,50	22,79	22,81
Chimbote 1	138	28,33	27,95	23,47	23,32	Cachimayo	138	28,33	28,39	23,51	23,49
Paramonga Nueva	220	28,33	27,56	23,21	23,09	Cusco	138	28,33	28,51	23,58	23,55
Paramonga Nueva	138	28,33	27,50	23,18	23,06	Combapata	138	28,33	28,94	23,92	23,97
Paramonga Existente	138	28,33	27,33	23,09	22,98	Tintaya	138	28,33	29,24	24,22	24,37
Medio Mundo	220	28,33	27,53	23,18	23,07	Ayaviri	138	28,33	29,01	24,02	24,17
Huacho	220	28,33	27,50	23,16	23,05	Azángaro	138	28,33	28,86	23,89	24,04
Zapallal	220	28,33	27,55	23,11	23,01	San Gabán	138	28,33	27,42	22,80	22,93
Ventanilla	220	28,33	27,59	23,15	23,04	Mazuco	138	28,33	28,07	23,11	23,17
Lima	220	28,33	27,58	23,15	23,04	Puerto Maldonado	138	28,33	29,74	23,45	23,43
Cantera	220	28,33	27,15	22,84	22,81	Juliaca	138	28,33	29,05	24,00	24,16
Chilca	220	28,33	26,99	22,68	22,61	Puno	138	28,33	29,02	23,98	24,14
Independencia	220	28,33	27,18	22,91	22,92	Puno	220	28,33	28,96	23,94	24,10
Ica	220	28,33	27,15	22,87	22,91	Callalli	138	28,33	29,10	24,11	24,27
Marcona	220	28,33	27,68	23,15	23,23	Santuario	138	28,33	28,69	23,78	23,95
Chincha Nueva	220	28,33	28,13	23,57	23,40	Arequipa	138	28,33	28,65	23,73	23,89
Nazca Nueva	220	28,33	27,05	22,74	22,70	Socabaya	220	28,33	28,61	23,71	23,87
Chiribamba	220	28,33	27,73	23,26	23,10	Cerro Verde	138	28,33	28,73	23,75	23,95
Mantaro	220	28,33	26,78	22,51	22,49	Repartición	138	28,33	28,92	23,73	24,05
Huayucachi	220	28,33	26,97	22,65	22,61	Mollendo	138	28,33	29,08	23,84	24,15
Pachachaca	220	28,33	27,14	22,81	22,75	Moquegua	220	28,33	28,60	23,68	23,89
Pomacocha	220	28,33	27,17	22,83	22,77	Moquegua	138	28,33	28,63	23,70	23,92
Huancavelica	220	28,33	26,93	22,64	22,63	Ilo ELS	138	28,33	28,89	23,86	24,13
Callahuanca	220	28,33	27,27	22,90	22,83	Botiflaca	138	28,33	28,81	23,86	24,08
Cajamarquilla	220	28,33	27,48	23,07	22,98	Toquepala	138	28,33	28,87	23,91	24,14
Huallanca	138	28,33	27,40	23,04	22,89	Aricota	138	28,33	28,74	23,88	24,14
Vizcarra	220	28,33	27,61	23,24	23,10	Aricota	66	28,33	28,68	23,87	24,14
Tingo María	220	28,33	27,87	23,44	23,20	Tacna (Los Héroes)	220	28,33	28,70	23,73	23,94
Aguaytia	220	28,33	27,98	23,53	23,26	Tacna (Los Héroes)	66	28,33	28,79	23,76	23,96
Aguaytia	138	28,33	28,06	23,59	23,30	La Niña	220	28,33	28,24	23,69	23,49
Aguaytia	22,9	28,33	28,03	23,56	23,28	Cotaruse	220	28,33	28,05	23,24	23,30
Pucallpa	138	28,33	28,71	24,08	23,65	Carabaylo	220	28,33	27,51	23,08	22,99
Pucallpa	60	28,33	28,74	24,08	23,65	La Ramada	220	28,33	27,76	23,33	23,17
Aucayacu	138	28,33	28,19	23,72	23,42	Lomera	220	28,33	27,55	23,15	23,04
Tocache	138	28,33	28,42	23,91	23,59	Asia	220	28,33	27,06	22,74	22,68
Tingo María	138	28,33	27,91	23,48	23,22	Alto Praderas	220	28,33	27,20	22,84	22,75
Huánuco	138	28,33	27,69	23,24	23,04	La Planicie	220	28,33	27,55	23,09	22,99
Paragsha II	138	28,33	27,15	22,84	22,75	Belaunde	138	28,33	28,42	23,81	23,58
Paragsha	220	28,33	27,07	22,78	22,69						
Yaupi	138	28,33	26,64	22,42	22,38						



Subestaciones Base	Tensión kV	PPN S/ /kW-mes	PENP ctm. S/ / kWh	PENFM ctm. S/ / kWh	PENFB ctm. S/ / kWh
Tintaya Nueva	220	28,33	29,15	24,14	24,29
Caclic	220	28,33	28,24	23,68	23,47

Donde:

PENFM: Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta en Media

PENFB: Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta en Base

**Artículo 3.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y en el portal institucional: [www.gob.pe/osinergmin](http://www.gob.pe/osinergmin), y consignarla, junto con el Informe N° 038-2025-GRT y el Informe N° 039-2025-GRT, que la integran, en la página Web de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>.

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ  
Presidente del Consejo Directivo

2367471-1

## Resolución de Consejo Directivo que aprueba los factores de actualización “p” y “FA” aplicables a determinados cargos tarifarios, a partir del 04 de febrero de 2025 hasta el 30 de abril 2025

### RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 011-2025-OS/CD

Lima, 31 de enero de 2025

CONSIDERADOS:

Que, mediante los Decretos Legislativos N° 1002 y N° 1041, así como en las Leyes N° 29852 y N° 29970 (“Normas”), se dispuso incluir como parte del Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión:

(i) El cargo por seguridad de suministro que compensa a los contratos de Reserva Fría de las Plantas de Ilo, Talara, Eten, Puerto Maldonado y Pucallpa;

(ii) El cargo por Prima determinado a partir de la diferencia entre la valorización de las inyecciones netas de energía de los generadores que utilizan recursos energéticos renovables (“RER”), a su correspondiente Tarifa de Adjudicación, y la valorización de dicha energía a Costos Marginales de Corto Plazo;

(iii) El cargo que compensa los recargos pagados por los generadores eléctricos para financiar el Fondo de Inclusión Social Energética (“FISE”);

(iv) El cargo por confiabilidad en la cadena de suministro de energía que se determina en base a los costos incurridos (y verificados) en generación adicional para las situaciones de emergencia eléctrica o graves deficiencias del servicio eléctrico, por falta de capacidad de producción y/o transporte, declaradas por el Ministerio de Energía y Minas; y

(v) El cargo por capacidad de Generación Eléctrica de los contratos de Nodo Energético del Sur del Perú de las centrales térmicas Puerto Bravo y NEPI, de Samay I S.A. y de Engie Energía Perú S.A.;

Que, con Resoluciones N° 651-2008-OS/CD, N° 001-2010-OS/CD, N° 151-2013-OS/CD, N° 140-2015-OS/CD, N° 073-2016-OS/CD, y modificatorias, se aprobaron los procedimientos que establecen la metodología a seguir para la determinación de los referidos cargos unitarios al momento de fijarse los Precios en Barra, así como su revisión trimestral;

Que, mediante Resolución N° 051-2024-OS/CD y modificatoria se fijaron los Precios en Barra aplicables al periodo mayo 2024 - abril 2025, en la cual se incluyeron los referidos cargos unitarios por compensación. Asimismo, se dispuso que tales cargos se actualicen trimestralmente mediante la aplicación del factor de actualización “p”, conforme a lo establecido por los procedimientos aprobados con las resoluciones mencionadas. Por tanto, es materia de la presente resolución la actualización de los citados cargos para el periodo trimestral comprendido entre el 04 de febrero al 30 de abril de 2025;

Que, de otro lado, mediante Resolución N° 063-2024-OS/CD se fijó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado al Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión (SST y SCT), para el periodo 2024 - 2025, de conformidad con lo establecido en el “Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM”, aprobado con Resolución N° 114-2015-OS/CD. En virtud a lo dispuesto en este procedimiento, la actualización de dicho cargo es trimestral y se realiza a través del factor de actualización “FA”;

Que, luego de revisada y evaluada la información proporcionada por el COES, se ha procedido a elaborar los Informes Técnicos N° 034-2025-GRT, N° 035-2025-GRT y N° 036-2025-GRT que contienen el detalle de los cálculos que sustentan los factores de actualización “p” y “FA” a aplicar, para determinar los cargos unitarios por compensación a partir del 04 de febrero 2025;

Que, a partir de la solicitud de reconocimiento de costos de Electro Oriente S.A. para la situación de grave deficiencia del Sistema Eléctrico de Iquitos, la empresa sostiene haber superado dicha situación con generación propia existente instalada en Iquitos (no adicional), más no ha sustentado la contratación exigida según lo previsto en el Decreto Supremo N° 044-2024-EM y los requisitos del Procedimiento de Osinergmin aprobado con Resolución N° 140-2015-OS/CD;

Que, la competencia del Regulador se circunscribe, conforme a la normativa, sólo para reconocer los costos resultantes de los procesos de contratación que superen la grave deficiencia en un sistema eléctrico; lo que no ha sido acreditado en el presente caso, según se detalla en el análisis contenido en el Informe Técnico N° 034-2025-GRT y en el Informe Legal N° 037-2025-GRT. Por consiguiente, corresponde denegar el reconocimiento de costos solicitado por Electro Oriente S.A.;

Que, se han emitido los Informes Técnicos N° 034-2025-GRT, N° 035-2025-GRT y N° 036-2025-GRT, y los Informe Legales N° 584-2024-GRT y N° 037-2025-GRT, los cuales, integran y complementan la motivación de la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 02-2025 de fecha 30 de enero de 2025.

SE RESUELVE:

**Artículo 1.-** Aprobar los factores de actualización “p” consignados en el Cuadro N° 1 para determinar los cargos unitarios por Compensación por Seguridad de Suministro (Reserva Fría), por Prima RER, por FISE, por Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía